

УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТОВ ЮВ₁² И ЮВ₁³ МЕСТОРОЖДЕНИЯ К-Е

А.С. Меледин

Научный руководитель доцент В.А. Белкина
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Методы воздействия на продуктивные пласты предназначены для увеличения производительности скважин и повышения нефтеотдачи. Выбор метода воздействия на пласт осуществляется с учетом особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), состава пластовых пород и насыщающих их флюидов [1].

Практика показывает, что гидроразрыв пласта (ГРП) на сегодняшний день является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин. Использование ГРП целесообразно в плотных разностях пород-коллекторов, подключение которых к разработке путем проведения кислотных обработок и перестрелов, как правило, неэффективно. ГРП, как правило, имеет отрицательный эффект при проведении в интервалах пласта, граничащих с ВНК (рост обводненности продукции (фв)).

Выбор скважин-кандидатов для ГРП должен определяться, исходя из следующих геологических: расположение скважины в ЧНЗ, либо наличие глинистой перемычки; снижение пластового давления относительно начального не более 20%; высокая плотность остаточных извлекаемых запасов; неоднородность проницаемости по разрезу или низкая проницаемость в целом по месторождению; и технологических: расстояние до нагнетательной скважины не менее 400 м; текущая фв менее 85%; отсутствие резкого роста обводненности; отсутствие стабильно высокого дебита нефти (более 10-15 т/сут) критериев [1, 2].

Месторождение К-Е введено в разработку в 1997 году. На месторождении выделено три продуктивных пласта ЮВ₁¹, ЮВ₁², ЮВ₁³, которые распространены на большей части площади месторождения и практически полностью совпадают в плане.

Средние эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 4,2 до 6,1 м. Залежи имеют близкие ФЕС коллектора, термобарические и физико-химические параметры залежей и пластовых флюидов, что является одним из условий, обеспечивающих равномерность и близкие сроки выработки запасов нефти. Песчаность ($K_{\text{песч}}$) пластов составляет 0,30-0,63 д. ед., $K_{\text{расч}}$ – 2-5. Начальная нефтенасыщенность ($K_{\text{н.н}}$) оценивается на уровне 0,40-0,63 д. ед. проницаемость по ГИС ($K_{\text{пр}}$) составляет 0,7-4,5·10⁻³ мкм². Нефть легкая, маловязкая.

При выборе скважин для ГРП необходимо, прежде всего, учесть уровень ВНК. По результатам дострела интервалов пластов ЮВ₁² и ЮВ₁³ в скважинах №101, 281, 291 и 305 получен приток нефти со снижением f_v . Результаты дострелов могут стать основанием для пересмотра утвержденного уровня ВНК (до 20-30 м) и соответственно расширения контуров нефтеносности и, возможно, объединения залежей № 1 и 3 пластов ЮВ₁² и ЮВ₁³ в одну. Сравнение новых и старых ВНК для пластов ЮВ₁² и ЮВ₁³ представлено на рисунках 1, а и 1, б соответственно.

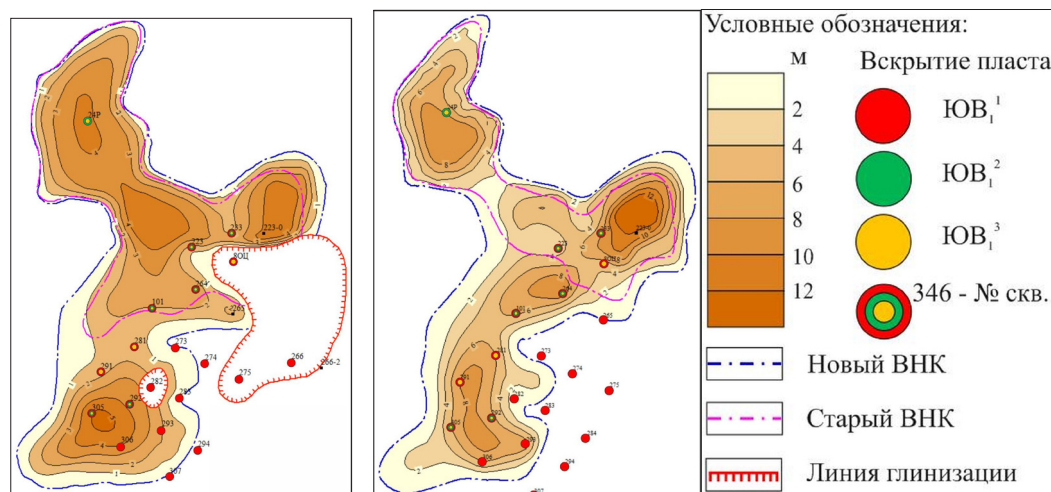


Рис. 1. Фрагменты карт остаточных нефтенасыщенных толщин пластов ЮВ₁² (а) и ЮВ₁³ (б) с учетом новых контуров нефтеносности

Исходя из уточненной модели и анализа разработки, стимулирование призабойной зоны посредством ГРП рекомендуется в двух добывающих скважинах – №309, 306 [3]. Ранее ГРП проводилось на скважинах 309 – 2 скважино-операции и на скважине № 306 – одна. ГРП в скважинах №306, 309 было проведено при вводе из бурения на пласт ЮВ₁¹. Предлагаю провести ГРП на пласты ЮВ₁² и ЮВ₁³, в связи с тем, что на эти пласты ранее не проводилось ГРП, ожидается высокий технологический эффект (ТЭ). Основные геологические характеристики удовлетворяют критериям проведения ГРП и приведены в таблице.

Таблица

Основные геологические показатели по скважинам

Скважина	Пласт	$h_{\text{эф}}$, м	$h_{\text{н.н.}}$, м	$h_{\text{н.н.ост.}}$, м	$K_{\text{п}}$, %	$K_{\text{пр}}$, мД	$K_{\text{песч}}$, д.ед.	$K_{\text{расч}}$
306	ЮВ ₁ ¹	12	12	3	0.16	6.76	0.65	3
	ЮВ ₁ ²	6.1	6.1	3.9	0.14	0.93	0.64	4
	ЮВ ₁ ³	7	7	6	0.15	1.87	0.47	5
309	ЮВ ₁ ¹	9.3	9.3	1.4	0.13	1.96	0.62	3
	ЮВ ₁ ²	4.5	4.5	3.13	0.16	4.35	0.41	3
	ЮВ ₁ ³	8.32	8.32	6.23	0.17	4.71	0.63	3

Необходимо учесть, что эти скважины находятся на участках с высокой плотностью остаточных запасов. Текущее пластовое давление 255 атм. (скв. №309) и 146 атм. (скв. №307), начальное пластовое давление оценивается на уровне 242 атм. $K_{\text{п}}$ для пласта ЮВ₁³ изменяется от 12-18%.

Ближайшими нагнетательными скважинами являются скважины №292, №293 и №112. Близстоящие нагнетательные скважины №292 и №293 не оказывают влияние на скважину №306, а нагнетательная скважина №112 не влияет на вытеснение нефти из скважины №309. Вероятные причины различия в темпах обводнения скважин и отсутствие влияния на добывающие: неравномерное вскрытие пластов по разрезу, интервалы закачки не согласуются с интервалами добычи, наличие блокового строения (возможно, непроницаемые разломы), техногенная трещиноватость.

Скважины характеризуются достаточно низкими дебитами нефти ($q_{\text{н}}$: 0,26 т/сут (скв. №309) и 3,39 т/сут (скв. №306), $f_{\text{в}}$ равна 98% и 31% соответственно. Высокая $f_{\text{в}}$ в скважине №309 вызвана негерметичностью эксплуатационной колонны, в связи с этим перед ГРП рекомендуется провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) на пласт ЮВ₁¹.

Основным материалом, применяемым при РИР, следует выбрать цементный раствор, который практически не проникает в поровое пространство коллекторов. Для того чтобы повысить результативность скважино-операций по ликвидации перетоков по затрубному пространству с применением цементного раствора, необходимо снизить интенсивность проявления водоносного пласта и одновременно увеличить перемычку между ним и нефтеносным пластом, т.е. сделать селективную изоляцию из водонабухающего полимера марки АК – 639 [4].

Как уже было сказано ранее, ГРП проводилось на всех выбранных скважинах. На скважине №309 мини-ГРП проведен на пласт ЮВ₁¹ в апреле 2012 года, трещина вскрыла кровлю пласта ЮВ₁² на 60 см. Эффект длился около полугода. В данный момент скважина находится в бездействии из-за высокой $f_{\text{в}}$, однако скважина еще не отработала все удельные запасы. Для достижения более высокого ТЭ от ГРП, необходимо провести РИР на пласт ЮВ₁¹ из-за негерметичности данного интервала. На скважине №306, проведено ГРП на пласт ЮВ₁¹. Нижняя граница дошла до подошвы пласта ЮВ₁¹. ГРП проведено при вводе в эксплуатацию, поэтому в первые месяцы текущая добыча характеризуется высокими $q_{\text{н}}$, эффект от ГРП длился около двух лет, после чего добыча нефти снизилась с ростом $f_{\text{в}}$.

Опираясь на новые данные о геологическом строении, в скважинах №306 и №309 предлагается провести большеобъемный ГРП на пласты ЮВ₁² и ЮВ₁³, без риска попасть в обводненный пласт. После проведения ГРП на этих скважинах ожидается прирост дебита нефти на 15 т/сут (скв. №306) и 11 т/сут (скв. №309). Оценка величины прироста $q_{\text{н}}$ выполнена по скважинам-аналогам с соседних месторождений со схожими геологическими условиями.

Литература

1. Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода // Нефтепромысловое дело, 2014. – №4., – С. 41 – 45.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
3. Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. Технологический контроль проведения многостадийного ГРП с использованием метода микросейсмомониторинга // Территория Нефтегаз. – М., 2015. – №10. – С. 16 – 19.
4. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газо-нефтяных месторождений. – М.: ППП «Типография «Наука», 2002. – 64 с.